



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.34.010.A № 46936**

**Срок действия бессрочный**

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТЭЦ-1 ГУ ОАО "ТГК № 2"  
по Ярославской области**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **003**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**ОАО "Территориальная генерирующая компания № 2", г. Ярославль**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **50218-12**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

**МП 1251/446-2012**

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **20 июня 2012 г. № 429**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." ..... 2012 г.

Серия СИ

№ 005166

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТЭЦ-1 ГУ ОАО «ТГК № 2» по Ярославской области

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТЭЦ-1 ГУ ОАО «ТГК № 2» по Ярославской области (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности потребляемой с ОРЭМ по расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ, построенная на основе ИВК «АльфаЦЕНТР» (Госреестр № 20481-00), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ ТЭЦ-1 ГУ ОАО «ТГК № 2» по Ярославской области состоят из трех уровней:

1-ый уровень – измерительные каналы (ИК), включают в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень - измерительно-вычислительные комплексы электроустановок (ИВКЭ), включающие в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325 (Госреестр № 37288-08), устройство синхронизации системного времени (УССВ), включающее в себя приемник GPS-сигналов, подключенный к УСПД, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы..

3-ий уровень - измерительно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер базы данных (СБД) АИИС КУЭ ТЭЦ-1 ГУ ОАО «ТГК № 2» по Ярославской области (HP Proliant ML370R G4), автоматизированные рабочие места (АРМ), специализированное программное обеспечение (ПО), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АРМ оператора представляет собой персональный компьютер, на котором установлена клиентская часть ПО «АльфаЦЕНТР». АРМ по локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия связано с сервером для этого в настройках ПО «АльфаЦЕНТР» указывается IP-адрес сервера.

В качестве ССД используется сервер HP Proliant ML370R G4, установленный в региональном отделении ОАО «Территориальная генерирующая компания № 2». В качестве

СБД используются сервер HP Proliant ML370R G4. СБД установлен в центре сбора и обработки информации ОАО «Территориальная генерирующая компания № 2».

На уровне ИВК АИИС КУЭ ТЭЦ-1 ГУ ОАО «ТГК № 2» по Ярославской области осуществляется автоматический сбор данных с ИВКЭ ( УСПД ), ведётся статистика по связи и протоколы событий в системе.

ИВК АИИС КУЭ ТЭЦ-1 ГУ ОАО «ТГК № 2» по Ярославской области:

- выполняет опрос значений результатов измерений, хранящихся в базе данных ИВКЭ;
- выполняет опрос состояний средств измерений, хранящихся в базе данных ИВКЭ, включая:

- журналы событий ИВКЭ;
- данные о состоянии средств измерений со всех информационно-измерительных каналов (ИИК), обслуживаемых данным ИВКЭ;
- осуществляет информационный обмен с заинтересованными организациями в рамках согласованного регламента «по запросу» о состоянии объектов измерений, включая состояния выключателей, разъединителей, трансформаторов энергоустановки.

В результате сбора информации о результатах измерений, составе, структуре объекта измерений в ИВК АИИС КУЭ ТЭЦ-1 ГУ ОАО «ТГК № 2» по Ярославской области проводится структуризация информации, формирование разделов баз данных по результатам измерений, состоянию средств измерений и состоянию объектов измерений. На основе анализа собранных данных определяются необходимые учетные (интегральные) показатели измеренных параметров посредством соответствующей обработки полученных данных.

В ИВК АИИС КУЭ ТЭЦ-1 ГУ ОАО «ТГК № 2» по Ярославской области обеспечена возможность информационного взаимодействия с системой автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (мощности) главного управления ОАО «Территориальная генерирующая компания N 2» по Ярославской области (АИИС КУЭ ГУ ОАО «ТГК-2» по ЯО) регистрационный номер Госреестра 34587-07.

Для ведения электронного архива коммерческих и контрольных данных в ИВК АИИС КУЭ ТЭЦ-1 ГУ ОАО «ТГК № 2» по Ярославской области используются системы управления реляционными базами данных с поддержкой языка SQL (Database Language SQL).

Взаимодействие между ИВК АИИС КУЭ ТЭЦ-1 ГУ ОАО «ТГК № 2» по Ярославской области и заинтересованными организациями в рамках согласованного регламента осуществляется по основному и резервному каналу связи. Основной канал связи организован по электронной почте пересылкой xml-макетов.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого календарного времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);
- передача журналов событий АИИС КУЭ.

## Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотношены с текущим календарным временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи RS – 485 поступает в ИВКЭ (УСПД), где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор, хранение и передача результатов измерений на верхний уровень АИИС КУЭ.

Сервер при помощи программного обеспечения (ПО), один раз в сутки, опрашивает ИВКЭ (УСПД) и считывает с него 30 минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки. Считанные значения записываются в базу данных. Сервер СБД производит вычисление получасовых значений электроэнергии на основании считанного профиля мощности. В автоматическом режиме раз в сутки сервер СБД считывает из базы данных получасовые значения электроэнергии, формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML в ОАО «АТС», ТЭЦ-1 ГУ ОАО «ТГК № 2» по Ярославской области и другие заинтересованные организации.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

СОЕВ создана на основе устройства синхронизации системного времени УССВ-35 HV5, включающего в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования GPS. GPS-приемник каждую секунду без обработки передает в УСПД сигналы точного времени с точностью до целых секунд. При каждом сеансе связи и не реже чем 1 раз в 30 минут осуществляется сличение времени между часами УСПД и часами счетчиков. Коррекция осуществляется при обнаружении рассогласования более чем на  $\pm 2$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с/сут.

## Программное обеспечение

В состав ПО АИИС КУЭ входит: ПО счетчиков электроэнергии, ПО ССД и СБД АИИС КУЭ. Программные средства ССД и СБД АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО «АльфаЦЕНТР» производства ООО «ЭльстерМетроника» г. Москва, ПО СОЕВ.

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологически значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Альфа-Центр»	программа-планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	amrserver.exe	Версия 11	e357189aea0466e98b0221dee68d1e12	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe		745dc940a67cf3e3a1b6f5e4b17ab436	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	amra.exe		ed44f810b77a6782abdaa6789b8c90b9	
	драйвер работы с БД	cdbora2.dll		0ad7e99fa26724e65102e215750c655a	
	библиотека шифрования пароля счетчиков A1800	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ ТЭЦ-1 ГУ ОАО «ТГК № 2» по Ярославской области.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ ТЭЦ-1 ГУ ОАО «ТГК № 2» по Ярославской области от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК АИИС КУЭ ТЭЦ-1 ГУ ОАО «ТГК № 2» по Ярославской области (1-2 уровень) приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК АИИС КУЭ (1-2 уровень)				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)	
1	2	3	4	5	6	7
1	Ярославская ТЭЦ-1 ф 40 Водоканал	ТПЛ-10-2 кл. т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 25067; 25070 Госреестр № 30709-11	НОЛ.08 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1200412431; 1138611831; 1125811548 Госреестр № 3345-72	ЕА05RL-B-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01135127 Госреестр № 16666-97	RTU-325-E-512Зав.№ 001564 Госреестр №37288-08	активная реактивная
2	Ярославская ТЭЦ-1 Фид.25 ОТК "Тандем"	ТПОЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 4743; 4738 Госреестр № 1261-02	НОЛ.08 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1137511583; 1132611820; 109506 Госреестр № 3345-72	ЕА05RL-B-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01135046 Госреестр № 16666-97	RTU-325-E-512Зав.№ 001564 Госреестр №37288-08	активная реактивная

Таблица 3

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК АИИС КУЭ (измерение активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ)					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{I(2)\%},$ $I_{(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	±2,4	±1,7	±1,6	±1,6
	0,9	±2,6	±1,9	±1,7	±1,7
	0,8	±3,0	±2,2	±1,9	±1,9
	0,7	±3,5	±2,5	±2,1	±2,1
	0,5	±5,1	±3,4	±2,7	±2,7
2 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,6
	0,9	-	±2,7	±1,9	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,9
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,1
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,7
Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК АИИС КУЭ (измерение реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ)					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{I(2)\%},$ $I_{(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	±8,3	±4,9	±3,4	±3,2
	0,8	±5,7	±3,5	±2,5	±2,4
	0,7	±4,9	±3,1	±2,2	±2,2
	0,5	±4,0	±2,6	±2,0	±2,0
2 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	±7,6	±4,2	±3,2
	0,8	-	±5,0	±2,9	±2,4
	0,7	-	±4,2	±2,6	±2,2
	0,5	-	±3,3	±2,2	±2,0

*Примечания:*

1. Погрешность измерений  $d_{I(2)\%P}$  и  $d_{I(2)\%Q}$  для  $\cos j = 1,0$  нормируется от  $I_{1\%}$ , а погрешность измерений  $d_{I(2)\%P}$  и  $d_{I(2)\%Q}$  для  $\cos j < 1,0$  нормируется от  $I_{2\%}$ .
2. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
  - напряжение от  $0,98 \cdot U_{ном}$  до  $1,02 \cdot U_{ном}$ ;
  - сила тока от  $I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos j = 0,9$  инд;
  - температура окружающей среды: от 15 до 25 °С.
5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
  - напряжение питающей сети  $0,9 \cdot U_{ном}$  до  $1,1 \cdot U_{ном}$ ,
  - сила тока от  $0,01 \cdot I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$  для ИИК № 1, сила тока от  $0,05 \cdot I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$  для ИИК № 2,;
  - температура окружающей среды:
    - счетчики электроэнергии ЕвроАльфа от минус 40 °С до плюс 70 °С;
    - УСПД (RTU-325) от минус 40 °С до плюс 85 °С;
    - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
    - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии "ЕвроАЛЬФА" – среднее время наработки на отказ не менее 80000 часов;
- УССВ-35 HVS – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- УСПД (RTU-325) – среднее время наработки на отказ не менее 40000 часов.
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее 23612 часа
- резервирование питания в АИИС осуществляется при помощи устройств бесперебойного электропитания (UPS), обеспечивающих стабилизированное бесперебойное питание элементов АИИС при скачкообразном изменении или пропадании напряжения (бестоковая пауза, не вызывающая сбоев в работе сервера – 30 мин).

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика  $T_v \leq 2$  часа;
- для УСПД  $T_v \leq 2$  часа;
- для сервера  $T_v \leq 1$  час;
- для компьютера АРМ  $T_v \leq 1$  час;
- для модема  $T_v \leq 1$  час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, УСПД, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД, сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА – до 5 лет при температуре 25 °С;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 3,5 лет.

## Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

## Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4

Таблица 4

№ п/п	Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Трансформатор тока	ТПЛ-10	2
2	Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2
3	Трансформатор напряжения	НОЛ.08	1
4	Счётчик электрической энергии	EA05RL-B-4	2
5	Контроллер УСПД	RTU325-E1-256-M3-B4-Q-i2-G	1
6	Сервер	Сервер HP Proliant ML370R G4	1
7	Источник бесперебойного питания	APC SMART UPS 2200	1
8	Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS SC 1000	1
9	Устройство синхронизации системного времени (приемник)	35-HVS	1
10	Специализированное программное обеспечение	ПО «Альфа-Центр»	1
11	Методика поверки	МП 1251/446-2012	1
12	Паспорт – формуляр	ПКФР.411711.002.ФО	

## Поверка

осуществляется по документу МП 1251/446-2012 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТЭЦ-1 ГУ ОАО «ТГК № 2» по Ярославской области. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в марте 2012 года.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- счетчик ЕвроАЛЬФА – по документу "ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки", согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г.
- ИВКЭ УСПД RTU-325 – по документу « Устройства сбора и передача данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466.453.005МП.» утвержденному ГСИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Госреестр № 27008-04);



- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
  - Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием систем автоматизированных информационно-измерительных коммерческого учета электроэнергии ГУ ОАО «ТГК-2» по ЯО. Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 993/446-01.00229-2012 от «29» марта 2012г

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ТЭЦ-1 ГУ ОАО «ТГК № 2» по Ярославской области**

- 1 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
- 2 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
- 3 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
- 4 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- 5 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

### **Изготовитель**

ОАО «Территориальная генерирующая компания № 2»  
Адрес (юридический): 150040, Россия, г. Ярославль, пр. Октября, 42  
Телефон: (4852) 73-31-71  
Факс: (4852) 73-31-71

### **Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)  
Аттестат аккредитации № 30010-10 от 15.03.2010 года.  
117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31  
Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11  
Факс (499) 124-99-96

Заместитель  
Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П. «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012г.